

**Report to the U.S.-Canada
Power System Outage Task Force**

**The August 14, 2003 Blackout
One Year Later:
Actions Taken in the
United States and Canada
To Reduce Blackout Risk**

**Natural Resources Canada
U.S. Department of Energy**



August 13, 2004

**Report to the U.S.-Canada
Power System Outage Task Force**

**The August 14, 2003 Blackout
One Year Later:
Actions Taken in the
United States and Canada
To Reduce Blackout Risk**

**Natural Resources Canada
U.S. Department of Energy**



Canada

August 13, 2004

Acknowledgments

As co-leads of the staff to the U.S.-Canada Power System Outage Task Force, we are pleased to release this report, which has been prepared jointly by electricity staff at the U.S. Department of Energy and Natural Resources Canada. Its authors, however, wish to acknowledge the support and cooperation provided by their colleagues at the U.S. Department of Homeland Security, the U.S. Federal Energy Regulatory Commission, Public Safety and Emergency Preparedness Canada, and the North American Electric Reliability Council.

David H. Meyer
U.S. Department of Energy

Nawal Kamel
Natural Resources Canada

Contents

	Page
Introduction	1
1. Institutional changes to strengthen North America's reliability infrastructure	3
2. Actions to clarify existing reliability standards and develop new standards where needed	4
3. Actions to improve monitoring and ensure compliance with reliability standards	5
4. Remedial actions to correct the direct causes of the August 14, 2003 blackout (by June 30, 2004).	5
5. Actions to improve operator training and certification requirements	6
6. Actions to improve operators' real-time tools	6
7. Actions to strengthen practices for voltage management and provision of reactive power	6
8. Actions to improve system protection plans and practices	7
9. Actions to strengthen the physical and cyber security of the bulk power systems	7
10. Actions to improve the response of the Canadian nuclear power sector to events involving the loss of off-site power supplies	8
Acronyms	9
Box	
Key Accomplishments—and Major Challenges Still Ahead	2
Figure	
Major Actions Since August 14, 2003 to Reduce Blackout Risk	3



The August 14, 2003 Blackout One Year Later: Actions Taken in the United States and Canada To Reduce Blackout Risk

Introduction

On August 14, 2003, the largest power blackout in North American history affected eight U.S. States and the Province of Ontario, leaving up to 50 million people with no electricity. On August 20, the leaders of the United States and Canada established the U.S.-Canada Power System Outage Task Force and gave it a two-part mandate: (1) to identify the causes of the power outage, and (2) to make recommendations to reduce the possibility and scope of future outages. The Final Report of the Task Force, released on April 5, 2004, presented 46 recommendations for action.

Shortly after the formation of the Task Force, a team of electricity experts from government agencies in the United States and Canada, from the North American Electric Reliability Council (NERC), and from the electricity industry was created to aid in investigating the causes of the blackout and developing the Task Force's recommendations. Even before the Final Report was issued, however, work was under way on several fronts to address problem areas that had been identified in the investigation.

After the issuance of the Final Report in April 2004, the mandate of the U.S.-Canada Power System Outage Task Force was extended for a year, underscoring the two governments' commitment to ensuring that the recommendations would be implemented. In the period since the release of the report, government agencies, NERC, and the electricity industry have continued to pursue a wide array of initiatives to reduce the risk of future blackouts. Some actions have already been completed. Other actions launched analyses or processes that will not be completed for several months or, in some cases, even longer.

One effect of the complexity of North American bulk power systems is that in order for the suite of actions undertaken over the past year to be

effective, those actions have had to be diverse but still appropriately focused and well-coordinated. Overall, these requirements appear to have been met. Many of the actions, though worthwhile in themselves, have acquired greater significance because they leverage and reinforce each other. An example is the synergistic relationship between the restatement of reliability standards in clearer, more specific language and programs for monitoring compliance and gauging the readiness of organizations to meet their responsibilities under challenging conditions.

The aggregate result of these actions has been to reduce significantly the risk of future blackouts—even though that risk can never be eliminated entirely. Further, despite these actions, the need for the U.S. Congress to enact the reliability provisions in pending legislative proposals (H.R. 6 and S. 2095) has in no way diminished. It remains essential to enact the legislation to establish the jurisdiction of the U.S. Federal Energy Regulatory Commission (FERC) for reliability matters over all participants in the U.S. portions of the North American bulk power systems, to provide a solid legal foundation for the certification of an electric reliability organization (ERO) that will develop technically sound reliability standards, and to make compliance with such standards mandatory and enforceable under U.S. law.

The actions taken over the past year fall under ten broad headings:

- ◆ Institutional changes, many of them by government agencies, to strengthen the institutional infrastructure for maintaining electric reliability in North America.
- ◆ Actions to clarify existing standards and develop new standards where needed.
- ◆ Actions to improve monitoring and ensuring compliance with reliability standards.
- ◆ Remedial actions to correct the direct causes of the August 14 blackout.

- ◆ Actions to improve operator training and certification requirements.
- ◆ Actions to improve operators' real-time tools.
- ◆ Actions to strengthen practices for voltage management and provision of reactive power.
- ◆ Actions to improve system protection plans and practices.
- ◆ Actions to improve the physical and cyber security of the bulk power systems.
- ◆ Actions to improve the response of the Canadian nuclear power sector to events involving loss of off-site power supplies.

The sections below present more detail on the actions taken under these headings. Actions that respond to or fulfill some of the 46 recommendations in the Task Force's Final Report are so noted. Some of the most significant actions are displayed in a graphic (Figure 1). It was not practical, however, to incorporate all of the actions discussed below into the figure. In addition to the actions discussed below, the Northeast Power Coordinating Council (NPCC) hosted workshops in New York City (April 28, 2004) and Toronto (July 7, 2004) to discuss regional blackout issues and appropriate responses.

Key Accomplishments—and Major Challenges Still Ahead

Accomplishments

- ◆ As presented in the Task Force's Final Report, the investigation team identified the direct causes of the August 14, 2003 blackout and recommended that FirstEnergy, MISO, ECAR, and PJM implement specific remedial actions before June 30, 2004. NERC teams have independently verified that, with minor exceptions, these actions were completed by that date.
- ◆ NERC teams conducted 23 readiness audits at some of the largest utilities and other electricity organizations across the Eastern Interconnection to assess the capability of these entities to meet their reliability responsibilities, even under adverse circumstances.
- ◆ The Task Force held a workshop on May 14, 2004, hosted by FERC, with NERC and other interested parties to develop a common understanding of the need to restate and clarify NERC's existing reliability standards, and a process and timeframe for that effort.
- ◆ The United States and Canada established a Bilateral ERO Oversight Group to address institutional issues concerning an international framework for reliability.
- ◆ Government agencies in the two countries and NERC have cooperated to track progress on actions related to implementation of the Task Force's recommendations.
- ◆ With few exceptions, individual grid operators in North America's interconnected bulk power systems received at least five days of emergency preparedness training before June 30, 2004.
- ◆ NERC extended the life of its existing Urgent Action Standard 1200 (which concerns the physical and cyber security of the bulk power systems) to August 2005. NERC has also worked with the industry on an aggressive plan to develop a successor version (Standard 1300) by that date.

Major Challenges Still Ahead

- ◆ Enactment of reliability legislation by the U.S. Congress.
- ◆ Completion of the revision of NERC's existing standards.
- ◆ Certification of the ERO by government agencies and approval of its standards.
- ◆ Independent funding for NERC (or the ERO) and the regional councils.
- ◆ Reform of the roles, responsibilities, and boundaries of the regional councils.
- ◆ Enhancement of the overall security of the electricity sector.

1. Institutional changes to strengthen North America's reliability infrastructure

The actions under this heading are generally of two types: (1) Those taken by government agencies to enable them to address reliability matters more effectively, and (2) those taken by NERC and its regional reliability councils to strengthen and better focus its capacities and those of the 10 regional reliability councils.

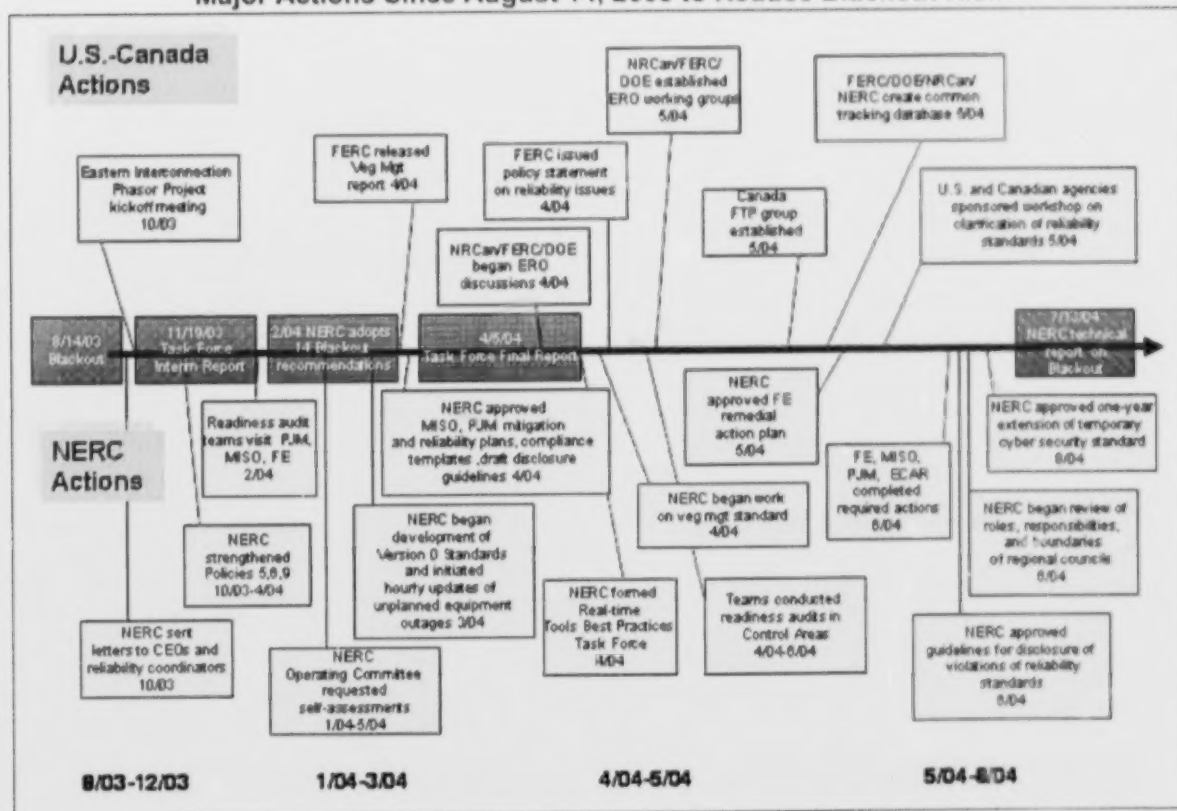
Government actions

- ◆ Agencies in the United States and Canada have created a standing Bilateral ERO Oversight Group, the function of which is to provide consistent, coordinated government guidance and input to NERC and its regional reliability councils. This group, or something functionally similar, will be needed indefinitely. On the U.S. side, the participating agencies are the Federal Energy Regulatory Commission (FERC), the Department of Energy (DOE), the Department of Homeland Security (DHS), and (as needed) the

U.S. Nuclear Regulatory Commission (NRC). On the Canadian side, the participating agencies are Natural Resources Canada (NRCAN), the National Energy Board (NEB), Public Safety and Emergency Preparedness Canada (PSEPC), the Canadian Nuclear Safety Commission (CNSC), and the provincial and territorial agencies responsible for electric regulatory matters. This action fulfills Task Force Recommendation 1-D.

- ◆ The Council of Energy Ministers in Canada has created a Federal-Provincial-Territorial Group (FPT Group), as a Canadian subset of the Bilateral Group. The FPT Group will coordinate the development of reliability-related policies and actions by Canadian federal and provincial agencies. This action, and subsequent actions by the FPT Group, will fulfill Task Force Recommendation 1-C.
- ◆ The Bilateral Group has designated a team to work in cooperation with the North American Electric Reliability Council (NERC) to track and

Major Actions Since August 14, 2003 to Reduce Blackout Risk



1. Institutional changes to strengthen North America's reliability infrastructure

The actions under this heading are generally of two types: (1) Those taken by government agencies to enable them to address reliability matters more effectively, and (2) those taken by NERC to strengthen and better focus its capacities and those of the 10 regional reliability councils.

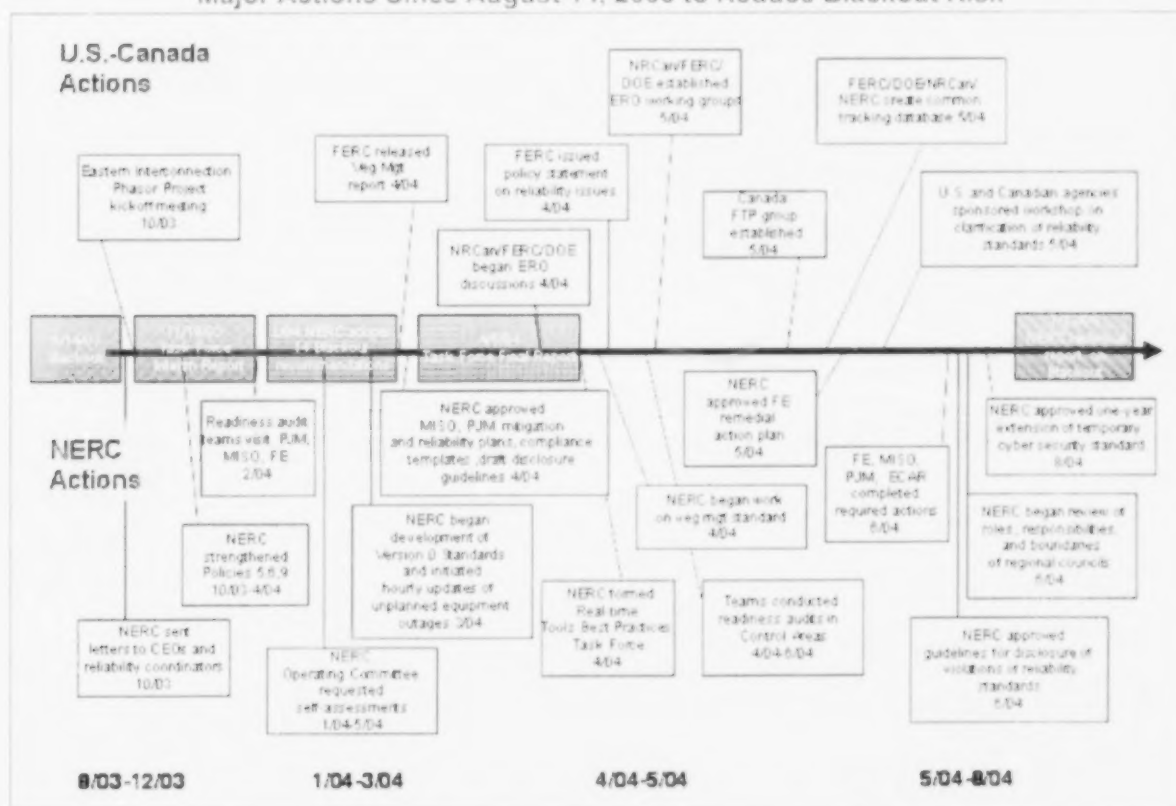
Government actions

- Agencies in the United States and Canada have created a standing Bilateral ERO Oversight Group, the function of which is to provide consistent, coordinated government guidance and input to NERC and its regional reliability councils. This group, or something functionally similar, will be needed indefinitely. On the U.S. side, the participating agencies are the Federal Energy Regulatory Commission (FERC), the Department of Energy (DOE), the Department of Homeland Security (DHS), and (as needed) the

U.S. Nuclear Regulatory Commission (NRC). On the Canadian side, the participating agencies are Natural Resources Canada (NRCan), the National Energy Board (NEB), Public Safety and Emergency Preparedness Canada (PSEPC), the Canadian Nuclear Safety Commission (CNSC), and the provincial and territorial agencies responsible for electric regulatory matters. This action fulfills Task Force Recommendation 1-D.

- The Council of Energy Ministers in Canada has created a Federal-Provincial-Territorial Group (FPT Group), as a Canadian subset of the Bilateral Group. The FPT Group will coordinate the development of reliability-related policies and actions by Canadian federal and provincial agencies. This action, and subsequent actions by the FPT Group, will fulfill Task Force Recommendation 1-C.
- The Bilateral Group has designated a team to work in cooperation with the North American Electric Reliability Council (NERC) to track and

Major Actions Since August 14, 2003 to Reduce Blackout Risk



report on the status of actions to implement the 46 recommendations of the U.S.-Canada Power System Outage Task Force. This action, and actions such as publication of this report, will fulfill Task Force Recommendation 5-A.

- ◆ The U.S. Federal Energy Regulatory Commission (FERC) created a new reliability division to help ensure the reliability of bulk power supplies and assist the Commission in considering reliability impacts in its decisions. Staff from this division have participated in the 23 readiness audits conducted by NERC between mid-February and June 30, 2004. These actions partially fulfill Task Force Recommendations 9 and 18.
- ◆ In a policy statement of April 19, 2004, FERC reaffirmed its standing policy that the Commission will approve applications to recover prudently incurred costs necessary to ensure bulk electric system reliability. The same statement also reaffirmed that the Commission will take reliability considerations into account before authorizing a new independent system operator (ISO) or regional transmission organization (RTO) to become operational. This action fulfills Task Force Recommendations 4 and 6.

NERC actions

- ◆ In June 2004 NERC launched a review of the roles, responsibilities, and boundaries of the regional reliability councils. The principal product of this review will be a report and recommendation to the NERC Board for consideration and action at the Board's mid-October 2004 meeting. For additional details and documents related to this review, see NERC's web site, <http://www.nerc.com/~filez/roleofregions.html>. This action, and subsequent deliberations and actions, will contribute to fulfillment of Task Force Recommendation 3-C.
- ◆ NERC clarified the standards defining Reliability Coordinator and Control Area functions, responsibilities, capabilities, and authorities. The investigation of the August 14, 2003 blackout found that effective responses to the unfolding emergency were impeded by confusion among some of the parties immediately involved about their respective roles and responsibilities. NERC's action will partially fulfill Task Force Recommendation 20.

2. Actions to clarify existing reliability standards and develop new standards where needed

The Task Force Report found that NERC needed to make its standards more specific and easier to enforce, that new standards were needed on some subjects, and that NERC efforts to restate its standards needed to be accelerated.

Government actions

- ◆ FERC commissioned a firm specializing in utility vegetation management, CN Utility Consulting, LLC, to analyze the transmission line outages related to vegetation management involved in the August 14, 2003 blackout, analyze the vegetation management practices of three Midwestern utilities, and identify best practices in vegetation management. Note: Inadequate tree-trimming near transmission lines was a major cause of the August 14 blackout and previous blackouts in North America. For CN Utility Consulting's report to FERC, go to FERC's website at <http://www.ferc.gov/cust-protect/moi/uvm-final-report.pdf>.
- ◆ On April 19, 2004, FERC issued an order requiring transmission owner to file reports with the Commission on their practices for management of vegetation in transmission right-of-way areas.
- ◆ In the policy statement FERC also issued on April 19, 2004, the Commission affirmed that NERC standards are minimum requirements and that regional reliability councils have the option of setting more stringent requirements. This action is part of FERC's implementation of Task Force Recommendation 1-B.
- ◆ U.S. and Canadian agencies sponsored a public workshop at FERC headquarters on May 14, 2004, with NERC and other interested parties to develop a common understanding of the need to restate and clarify NERC's existing reliability standards, and a process and timeframe for that effort.

NERC actions

- ◆ NERC made post-blackout changes to strengthen existing Policy 5 (Emergency Operations), Policy 6 (Operations Planning), and Policy 9 (Reliability Coordinator Procedures).

- ◆ NERC approved a plan to replace all of its existing operating policies and planning standards in February 2005 with a new version of its standards that will include compliance metrics for each standard. **This action, when completed, will fulfill Task Force Recommendation 25.**
- ◆ NERC initiated procedures to develop new standards on three subjects:
 - Vegetation management. **When completed, this action will fulfill Task Force Recommendation 16.**
 - Calculation of transmission line ratings. **When completed, this action will fulfill Task Force Recommendation 27.**
 - Operator training and certification. **When completed, this action will contribute to implementation of Task Force Recommendation 19.**

3. Actions to improve monitoring and ensure compliance with reliability standards

Government actions

- ◆ FERC's policy statement on April 19, 2004 declared that adherence to reliability standards is required under its Open Access Transmission Tariff. **This action fulfills Task Force Recommendation 1-B.**
- ◆ Canada's Council of Energy Ministers instructed the FPT Group to determine what actions by provincial legislatures or regulatory agencies are needed to make compliance with reliability standards mandatory and enforceable in Canada. **This action, and subsequent actions, will fulfill Task Force Recommendation 3-C.**

NERC actions

- ◆ In October 2003, before the Task Force had issued its reports, NERC requested CEOs of all reliability coordinators and control areas to initiate organizational self-assessments and certify that their organizations were in compliance with NERC and regional reliability council standards and good utility practices. This request focused in particular on problem areas identified in preliminary findings from the blackout investigation.

- ◆ NERC strengthened its compliance audit program by requiring the regional reliability councils to report significant violations of NERC or regional standards within 48 hours of occurrence, and to provide quarterly reports on all violations. Audit teams will conduct onsite investigations if necessary to determine whether a violation occurred and the circumstances of the violation. **This action partially fulfills Task Force Recommendations 17-A and 17-B.** (Note: "Compliance audits" are retrospective, and focus on possible violations of standards. "Readiness audits" are forward-looking, and focus on whether the parties are fully prepared to maintain reliability, under adverse circumstances if necessary.)
- ◆ NERC created a readiness audit program, under which NERC teams (including some FERC staff) conducted 23 readiness audits (including FirstEnergy, the Midwest Independent System Operator (MISO), and PJM Interconnection (PJM)) between mid-February and June 30. Twenty-five more audits will be completed by December 31. Final reports by readiness audit teams are posted for public review on NERC's web site. **This action will fulfill Task Force Recommendations 18-A and 18-B.**
- ◆ NERC developed and approved guidelines for public disclosure of the results of readiness and compliance audits, including the identities of violators of standards. **This action supports implementation of Task Force Recommendations 17 and 18.**

4. Remedial actions to correct the direct causes of the August 14, 2003 blackout (by June 30, 2004)

Government action

- ◆ On December 24, 2003, FERC issued an order to FirstEnergy directing that firm to retain an independent expert to prepare a study of the adequacy of transmission and generation facilities in northeastern Ohio. FirstEnergy submitted the study to FERC on April 22, 2004, and affirmed that the results of the study were being incorporated into the company's planning and operations.

NERC actions

- ◆ In February 2004, before the Task Force published its Final Report, NERC issued very specific directions to FirstEnergy, the Midwest Independent System Operator (MISO), PJM Interconnection (PJM), and the East Central Area Reliability Coordination Agreement (ECAR) concerning a series of remedial actions each organization was to take in its respective area by June 30. The Task Force strongly supported all of these actions in its Final Report of April 5.
- ◆ NERC reviewed and approved detailed compliance plans submitted by FirstEnergy, MISO, PJM, and ECAR showing how they would accomplish the required actions by June 30.
- ◆ NERC provided on-site oversight and assistance to the four organizations, and verified that all required actions were completed by June 30 except for a longer-term review being conducted by ECAR as directed.

The above three actions, when fully completed, will fulfill Task Force Recommendation 15.

5. Actions to improve operator training and certification requirements

The Task Force's Final Report found that inadequate training of operators to recognize and cope with emergency conditions was a major cause of the August 14 blackout, and several previous blackouts. In recognition of this:

- ◆ NERC issued a new requirement for operating entities to provide operators with five days of emergency preparedness training by June 30 and five days annually thereafter.

NERC and FERC are designing parallel but coordinated studies of operator training requirements, including reviews of training practices used in other industries (e.g., nuclear plant operations, air traffic control, airline pilots) that require operators to be prepared to deal immediately and effectively with unusual or adverse conditions. The results of these studies will help to guide a revision of NERC requirements concerning grid operator training and certification.

These actions, when completed, will partially fulfill Task Force Recommendation 19.

6. Actions to improve operators' real-time tools

The Task Force also found that in the August 14, 2003 blackout and in several earlier blackouts in North America, there was a clear need for improved real-time tools that would enable operators across a broad regional area to view a common screen and discuss an evolving problem at an early stage in its development. Major actions in response to this need are discussed below.

Government/industry action:

- ◆ Even before the August 14, 2003 blackout, DOE and industry experts were planning an effort called the Eastern Interconnection Phasor Project. This project will establish a network of time-synchronized data recording instruments across the Interconnection that will provide participants with common information and early warnings of possible disturbances. A pilot-scale network involving 20 or so instruments will be activated and tested beginning in August 2004. Over a period of years the project's sponsors expect the network to be expanded geographically and to integrate data from as many as 350 instruments across the Eastern Interconnection.

NERC actions:

- ◆ NERC is implementing a plan to provide operators with hourly updates concerning unplanned equipment outages. On August 14, 2003, MISO's operators were hampered in their efforts to understand and deal with mounting problems because some of their diagnostic tools were using data that was no longer accurate.
- ◆ NERC has created a Real-time Tools Best Practices Task Force (RTBPTF) to identify best practices for building and maintaining real-time networks, and develop guidelines based on these practices. This task force will present recommendations in April 2005 for specific, auditable requirements for inclusion in new standards concerning real-time tools for operators.

When completed, these three actions will fulfill Task Force Recommendation 22.

7. Actions to strengthen practices for voltage management and provision of reactive power

The Task Force Final Report found that inadequate preparations for voltage management and the provision of reactive power were contributing factors in the August 14, 2003 blackout and in earlier blackouts in North America. Relevant actions on this subject include:

- ◆ On February 10, 2004, the NERC Board required ECAR to conduct an extensive evaluation of its reactive power and voltage assessment practices and requirements, and to report its findings and proposed changes to the Board by June 30. ECAR complied with this directive.
- ◆ The Board also required the NERC Planning Committee to evaluate the effectiveness of existing reactive power and voltage control standards in all 10 NERC regions, and recommend improvements by February 2005.

These actions will partially fulfill Task Force Recommendation 23.

8. Actions to improve system protection plans and practices

The Task Force's Final Report found that on August 14, 2003 the automatic activation of zone 3 relays on transmission lines in northern Ohio and southern Michigan accelerated and broadened the spread of the blackout. It also found that there was a need for broader reliance on pre-planned under-voltage load shedding programs in order to be prepared for emergencies, and a need to improve the coordination of relay protection devices and load shedding programs.

Relevant actions in this area include:

- ◆ NERC required all transmission owners to evaluate zone 3 relays on lines 230 kV and higher to minimize tripping under inappropriate conditions. These evaluations are to be completed by September 30, 2004, and needed changes are to be completed by December 31, 2005.
- ◆ NERC required each regional reliability council to investigate the benefits of Under-Voltage Load Shedding in its respective area and report its findings by February 1, 2005.
- ◆ By June 2005, a NERC System Protection and Control Task Force will review the regional

findings and propose recommendations concerning load shedding programs.

When completed, these actions will partially fulfill Task Force Recommendation 21.

9. Actions to strengthen the physical and cyber security of the bulk power systems

Although the Task Force found no evidence linking the August 14, 2003 blackout to malicious acts, it identified a number of security-related matters of concern in the electricity sector. The U.S. DOE and DHS, Public Safety and Emergency Preparedness Canada (PSEPC), NERC, and industry officials have collaborated over the past year on a number of actions, including:

- ◆ DHS and NERC launched a Cyber Log Analysis project in October 2003, designed to distinguish, summarize, and prioritize threatening cyber activity directed against the electric power infrastructure.
- ◆ In August 2004, with government and industry support, NERC approved a 1-year extension of the existing Urgent Action Standard 1200 until August 2005. Cyber Security Standard 1300, which is now being developed, will then replace the existing standard.
- ◆ NERC is working with the industry to design an educational program on physical and cyber security for industry personnel responsible for corporate physical security, cyber security, system operations, and compliance with security standards.
- ◆ NERC, DHS and PSEPC are working to implement procedures to reduce the risk of inadvertent disclosure of sensitive critical infrastructure information.
- ◆ NERC, DHS, and PSEPC are preparing a bilateral (Canada-U.S.) study to develop ways to mitigate infrastructure vulnerabilities and update vulnerability assessment methodologies. The objective of the study is to reduce the risks and vulnerabilities associated with a shared electricity infrastructure and cross-border interdependencies.
- ◆ DOE, in cooperation with NERC and DHS, is developing the electricity-sector component of the U.S. National Infrastructure Protection Plan.

- ◆ NERC, in cooperation with DHS, DOE, and PSEPC, is expanding and refining plans for an Electricity Sector Information Sharing and Analysis Center.
- ◆ In cooperation with DHS, DOE, PSEPC, and vendors, NERC is identifying ways to improve the security of grid control systems and electronic protection devices.
- ◆ NERC has worked with the industry to establish a data base to identify spare transformers available for emergency situations. NERC is assessing the need to expand this data base to include other critical equipment.

When completed, these actions will wholly or partially fulfill Task Force Recommendations 32, 36, 42, and 44.

10. Actions to improve the response of the Canadian nuclear power sector to events involving the loss of off-site power supplies

The Task Force's Final Report included two recommendations pertaining to the Canadian nuclear power sector.

- ◆ Recommendation 45 called on the Canadian Nuclear Safety Commission (CNSC) to review operating procedures and operator training associated with the use of adjuster rods, with the objective of accelerating the restart of nuclear units. The CNSC is responding to this recommendation as part of its ongoing work with licensees to ensure safe operation of their reactors.
- ◆ Recommendation 46 called on the CNSC to purchase and install backup generation equipment at CNSC for use in emergency situations. This capacity has been installed and will be operational in mid-August 2004.

Acronyms

CNSC	Canada Nuclear Safety Commission
DHS	U.S. Department of Homeland Security
DOE	U.S. Department of Energy
ECAR	East Central Area Reliability Coordination Agreement
EIPP	Eastern Interconnection Phasor Project
ERO	Electric Reliability Organization
FE	FirstEnergy
FERC	Federal Energy Regulatory Commission (U.S.)
FPT group	Federal-Provincial-Territorial group (Canada)
ISO	Independent System Operator
MISO	Midwest Independent System Operator
NEB	National Energy Board (Canada)
NERC	North American Electric Reliability Council
NPCC	Northeast Power Coordinating Council
NRC	U.S. Nuclear Regulatory Commission
NRCan	Natural Resources Canada
PJM	PJM Interconnection
PSEPC	Public Safety and Emergency Preparedness Canada
RTO	Regional Transmission Organization



**Rapport à l'intention du groupe de travail
Canada - États-Unis sur la panne de courant**

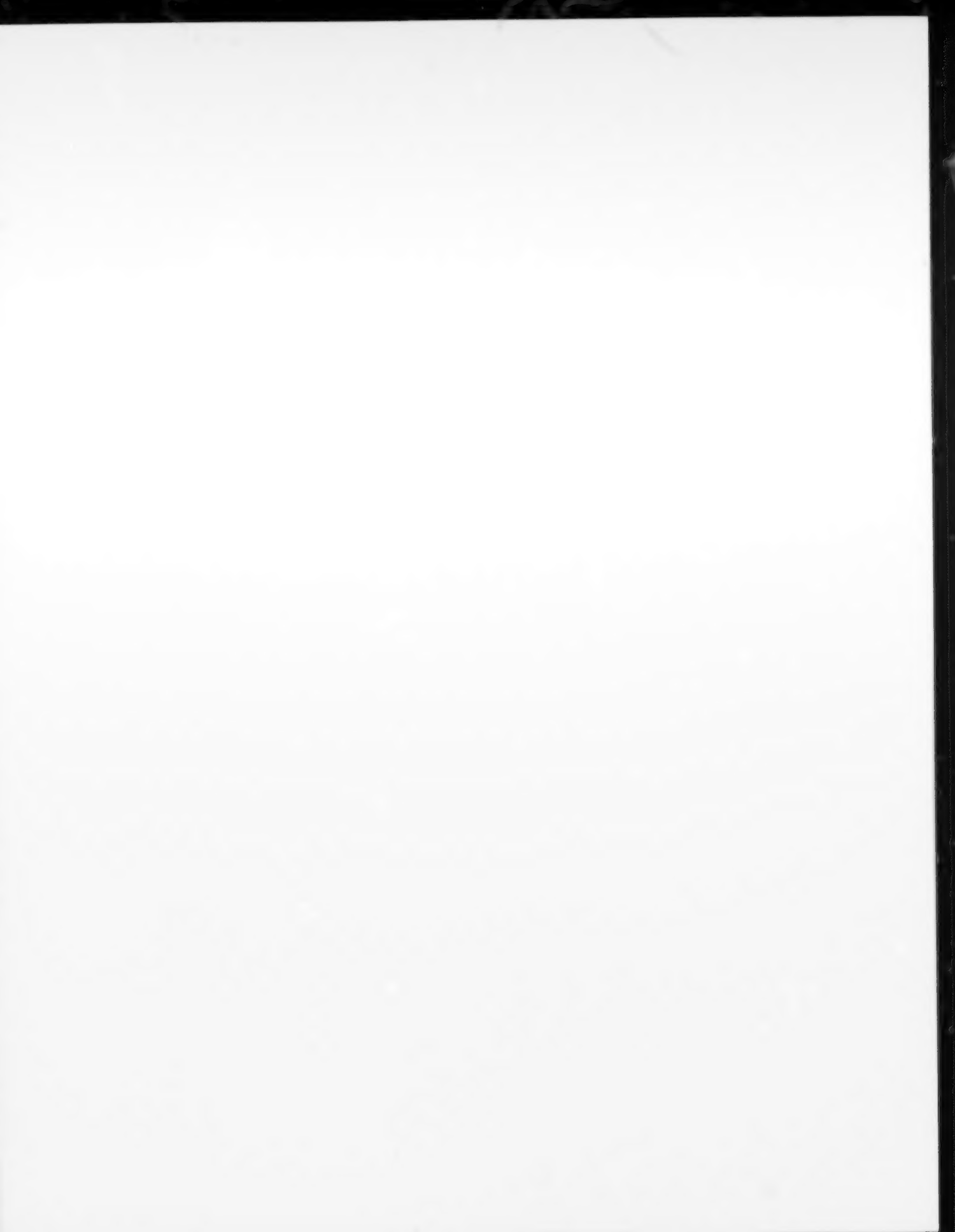
**La panne du 14 août 2003,
un an plus tard : Mesures prises
au Canada et aux États-Unis
pour réduire les risques
de panne**

**Ressources naturelles Canada
U.S. Department of Energy**



Canada

Le 13 août 2004



**Rapport à l'intention du groupe de travail
Canada-États-Unis sur la panne de courant**

**La panne du 14 août 2003,
un an plus tard : Mesures prises
au Canada et aux États-Unis
pour réduire les risques
de panne**

**Ressources naturelles Canada
U.S. Department of Energy**



Canada

Le 13 août 2004

Remerciements

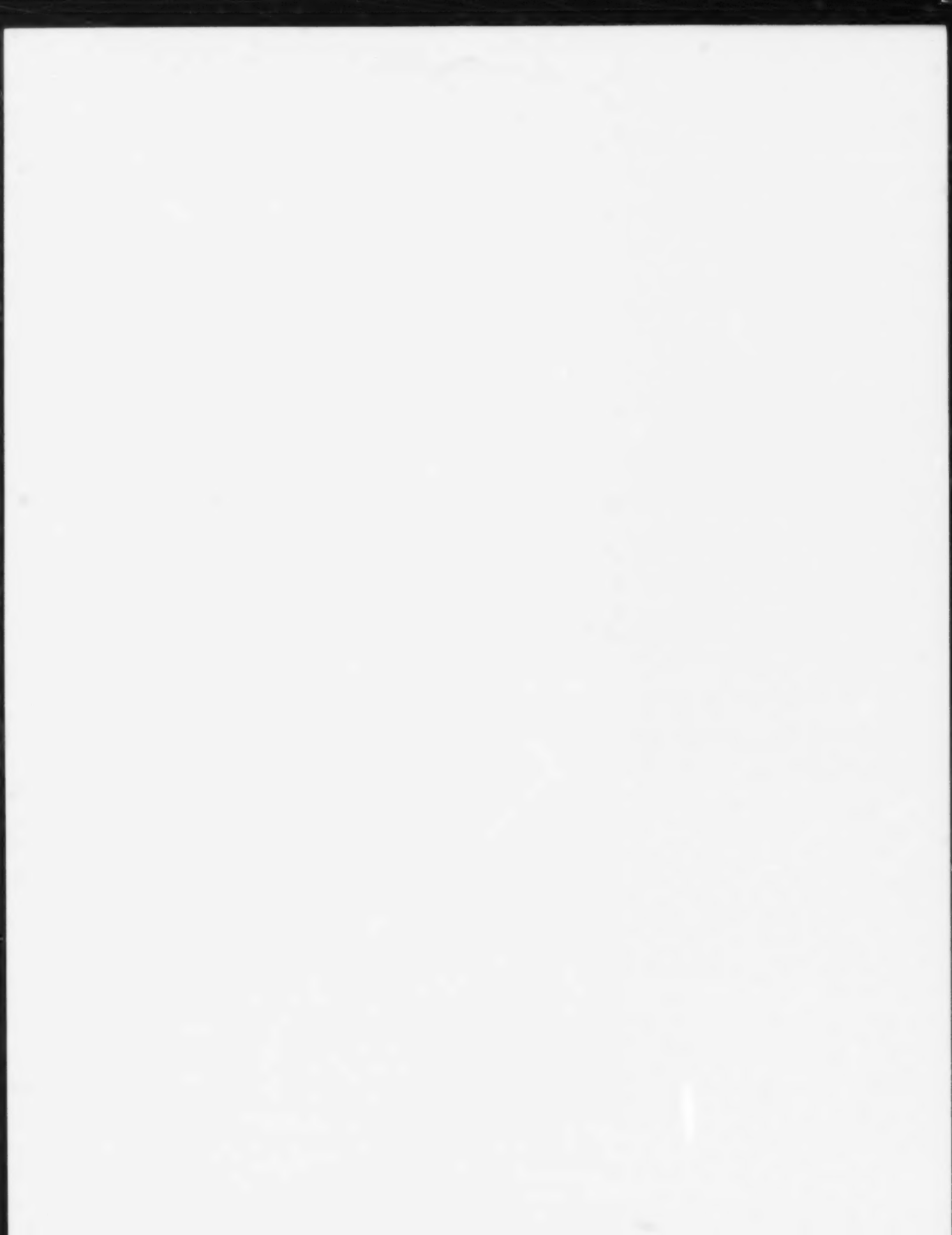
Ce rapport est préparé conjointement par le personnel (division électricité) du U.S. Department of Energy et de Ressources naturelles Canada. Les auteurs tiennent toutefois à souligner l'appui et la coopération obtenus de leurs collègues du U.S. Department of Homeland Security, du U.S. Federal Energy Regulatory Commission, de la Sécurité publique et Protection civile Canada, ainsi que du North American Electric Reliability Council.

David H. Meyer
U.S. Department of Energy

Nawal Kamel
Ressources naturelles Canada

Table des matières

	Page
Introduction	1
1. Changements institutionnels pour renforcer la fiabilité de l'infrastructure électrique de l'Amérique du Nord	3
2. Mesures visant à clarifier des normes de fiabilité existantes et, au besoin, à en élaborer de nouvelles ..	4
3. Mesures visant à améliorer la surveillance et le respect des normes de fiabilité.	5
4. Mesures correctives pour éliminer les causes directes de la panne du 14 août 2003 (avant le 30 juin 2004)	6
5. Mesures visant à améliorer la formation et la certification des opérateurs	6
6. Mesures visant à améliorer les outils en temps réel des opérateurs	7
7. Mesures pour renforcer les pratiques de gestion de la tension et de fourniture d'une puissance réactive.	7
8. Mesures visant à améliorer les plans et procédures de protection du réseau	7
9. Mesures visant à renforcer la sécurité physique et cybernétique des réseaux de production-transport d'électricité	8
10. Mesures visant à améliorer la réponse des centrales nucléaires canadiennes aux situations entraînant la perte de stations électriques hors site.	9
Acronymes	10
 Encadré	
Accomplissements-clés — et problèmes majeurs à régler	2
 Figure	
Principales mesures prises depuis le 14 août 2003 pour réduire les risques de pannes	3



La panne du 14 août 2003, un an plus tard : Mesures prises au Canada et aux États-Unis pour réduire les risques de panne

Introduction

Le 14 août 2003, la plus importante panne d'électricité de toute l'histoire de l'Amérique du Nord a touché huit états américains et la province de l'Ontario privant d'électricité quelque 50 millions de personnes. Le 20 août, les dirigeants du Canada et des États-Unis ont créé le Groupe de travail Canada-États-Unis sur la panne de courant et lui ont confié un mandat à deux volets : (1) identifier les causes de la panne, et (2) faire des recommandations pour réduire les risques de pannes futures et, le cas échéant, en limiter l'envergure. Le Rapport final du Groupe de travail, publié le 5 avril 2004, comportait 46 recommandations à mettre en oeuvre.

Quelque temps après la formation du Groupe de travail, un groupe d'experts en électricité d'organismes gouvernementaux du Canada et des États-Unis, de la North American Electric Reliability Council (NERC) et de l'industrie de l'électricité a été mis sur pied pour collaborer à l'enquête sur les causes de la panne et élaborer les recommandations du Groupe de travail. Toutefois, bien avant la publication du Rapport final, le travail avait été entrepris sur plusieurs fronts pour s'attaquer aux divers problèmes relevés au cours de l'enquête.

Après la publication du Rapport final en avril 2004, le mandat du Groupe de travail Canada-États-Unis sur la panne de courant a été prolongé d'un an démontrant ainsi l'engagement des deux gouvernements à mettre en oeuvre les recommandations du rapport. Au cours de la période qui a suivi la publication du rapport, des organismes gouvernementaux, le NERC et l'industrie de l'électricité ont mis en oeuvre une large gamme de mesures pour réduire les risques de pannes. Certaines de ces mesures sont déjà en application. D'autres organismes ont entrepris des analyses ou mis en oeuvre des procédures qui ne

seront pas terminées avant plusieurs mois, et même plus dans certains cas.

En raison de la complexité du réseau de production-transport d'électricité de l'Amérique du Nord, la série de mesures prises au cours de l'an passé devaient, pour être efficaces, aborder de nombreux aspects tout en étant bien concentrées et bien coordonnées. En général, il semble que ces buts ont été atteints. Et plusieurs de ces mesures possédant leur propre dynamique se sont révélées encore plus importantes par leur effet multiplicateur et parce qu'elles se renforçaient les unes les autres. Un bon exemple est la relation synergique découlant de la reformulation de normes de fiabilité dans un langage plus clair et plus précis, ainsi que l'élaboration de programmes de surveillance de la conformité et l'évaluation du degré de préparation des organisations afin que celles-ci puissent s'acquitter de leurs responsabilités même dans des conditions difficiles.

Le résultat combiné de ces mesures a été de réduire de façon importante les risques de pannes futures, même si ces risques ne pourront jamais être totalement éliminés. En outre, en dépit de toutes ces mesures, la nécessité pour le Congrès américain d'adopter certaines propositions législatives en instance (H.R.6 et S. 2095) visant la fiabilité n'a aucunement diminué. Il demeure donc essentiel que cette législation soit promulguée afin d'établir la juridiction de la U.S. Federal Energy Regulatory Commission (FERC) sur toutes les questions relatives à la fiabilité des réseaux de production-transport d'électricité de tous les exploitants situés sur le territoire des États-Unis; il faut procurer une assise légale solide à la certification d'un organisme de fiabilité électrique (ERO) qui élaborera des normes techniques sûres de fiabilité et qui surveillera le respect de ces normes obligatoires et leur mise en application conformément à la loi américaine.

Les mesures prises au cours de l'année écoulée appartiennent aux dix grandes catégories suivantes :

- ◆ Changements institutionnels — plusieurs de ceux-ci par des organismes gouvernementaux, afin de renforcer l'infrastructure institutionnelle visant au maintien de la fiabilité électrique de l'Amérique du Nord.
- ◆ Mesures visant à clarifier les normes existantes et à en élaborer de nouvelles au besoin.
- ◆ Mesures visant à améliorer la surveillance et le respect des normes de fiabilité.
- ◆ Mesures correctives visant à éliminer les causes directes de la panne du 14 août.
- ◆ Mesures visant à améliorer la formation et la certification des opérateurs.
- ◆ Mesures visant à améliorer les outils en temps réel utilisés par les opérateurs.
- ◆ Mesures visant à renforcer les modalités de gestion de la tension et de la fourniture d'une puissance réactive.
- ◆ Mesures visant à améliorer les procédures et les plans de protection des systèmes.

Accomplissements-clés — et problèmes majeurs à régler

Accomplissements

- ◆ Comme le présentait le Rapport final du Groupe de travail, l'équipe d'enquête a identifié les causes directes de la panne d'électricité du 14 août 2003 et recommandait que FirstEnergy, MISO, ECAR et PJM mettent en place des mesures correctives précises avant le 30 juin 2004. Des équipes du NERC ont constaté qu'à part quelques exceptions mineures, les mesures correctives avaient été prises à la date mentionnée ci-dessus.
- ◆ Des équipes du NERC ont effectué 23 vérifications de l'état de préparation dans quelques-uns des plus gros services publics et d'autres réseaux de l'Interconnexion de l'Est afin d'évaluer la capacité de ses organisations de faire face à leurs responsabilités de fiabilité, même dans des circonstances difficiles.
- ◆ Le Groupe de travail a organisé un atelier dirigé par la FERC, le 14 mai 2004, en collaboration avec le NERC et d'autres parties concernées afin d'en arriver à une bonne compréhension de la nécessité de reformuler et de clarifier les normes existantes du NERC et d'établir la marche à suivre et le calendrier des diverses mesures à prendre.
- ◆ Le Canada et les États-Unis ont établi un groupe de surveillance bilatérale ERO qui examinera les questions institutionnelles concernant un cadre international de fiabilité.
- ◆ Des organismes gouvernementaux des deux pays et le NERC ont coopéré pour surveiller les progrès accomplis dans la mise en application des recommandations du Groupe de travail.
- ◆ A part quelques exceptions, tous les exploitants des réseaux de production-transport d'électricité interrelié d'Amérique du Nord ont reçu à au moins cinq jours de formation sur les mesures d'urgence avant le 30 juin 2004.
- ◆ Le NERC a prolongé jusqu'en août 2005 le mandat de l'organisme Urgent Action Standard 1200 (qui vise la sécurité physique et cybernétique des réseaux de production-transport d'électricité). Le NERC a également travaillé avec l'industrie à élaborer un programme dynamique d'une nouvelle version (Standard 1300) pour août 2005.

Problèmes majeurs à régler

- ◆ Promulgation par le Congrès américain d'une législation relative à la fiabilité.
- ◆ Parachèvement de la révision des normes existantes du NERC.
- ◆ Certification de l'ERO par les organismes gouvernementaux et approbation de ses normes.
- ◆ Financement privé du NERC (ou de l'ERO) et des conseils régionaux.
- ◆ Réforme des rôles, responsabilités et limites des conseils régionaux.

- ♦ Mesures visant à améliorer la sécurité physique et cybernétique des réseaux de production-transport d'électricité.
- ♦ Mesures visant à améliorer la réponse des centrales nucléaires du Canada face aux événements entraînant la perte de réacteurs nucléaires hors site.

Les sections ci-dessous présentent plus en détail les mesures prises dans ces différentes catégories. Les mesures qui répondent ou correspondent à certaines des 46 recommandations contenues dans le Rapport final du Groupe de travail sont également notées. Certaines des mesures les plus importantes font l'objet d'un schéma (figure 1). Toutefois, il n'était pas pratique d'incorporer toutes les mesures discutées ci-dessous dans ce schéma. En plus des mesures discutées ci-après, le Northeast Power Coordinating Council (NPCC) a présidé des ateliers à New York (28 avril 2004) et Toronto (7 juillet 2004) pour discuter de questions relatives aux pannes régionales et aux mesures appropriées à prendre en pareils cas.

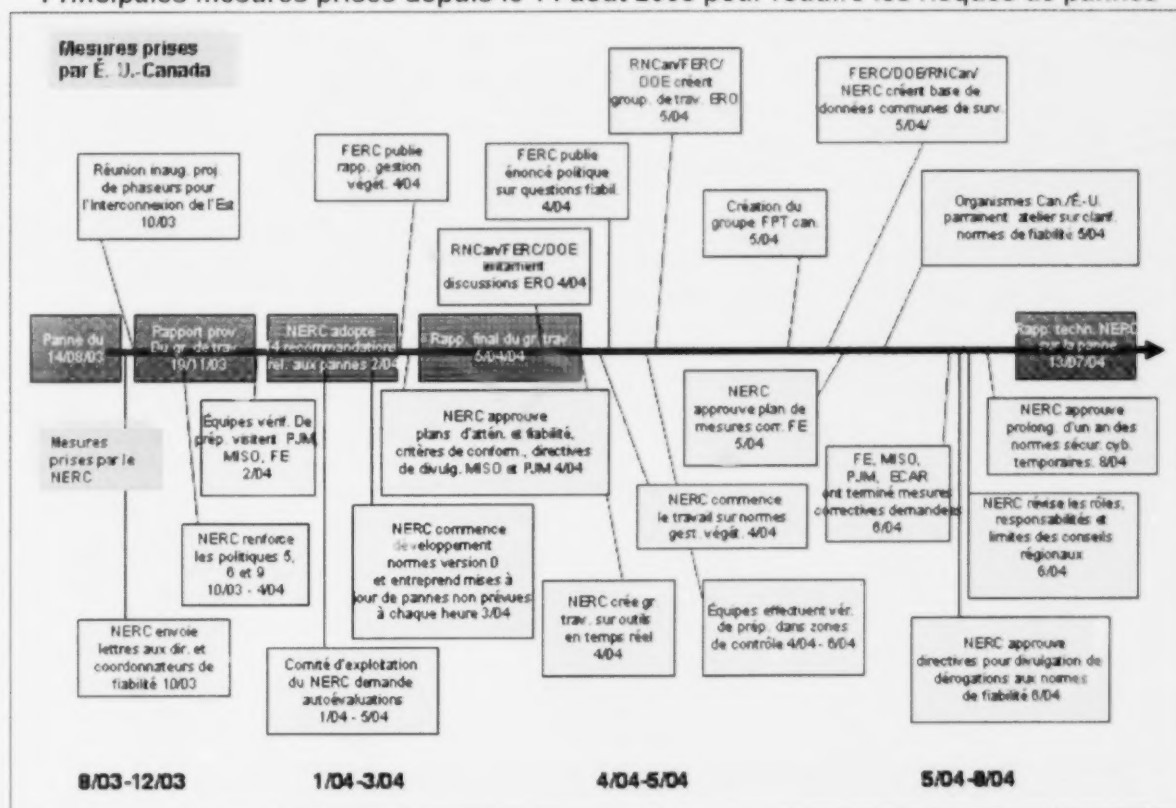
1. Changements institutionnels pour renforcer la fiabilité de l'infrastructure électrique de l'Amérique du Nord

Les mesures figurant dans la présente catégorie sont généralement de deux types : (1) Celles prises par des organismes gouvernementaux pour leur permettre de prendre en compte les questions relatives à la fiabilité plus efficacement et, (2) les mesures prises par le NERC pour renforcer et concentrer ses capacités et les mesures prises par les dix conseils régionaux de fiabilité.

Mesures gouvernementales

- ♦ Des organismes gouvernementaux du Canada et des États-Unis ont créé un groupe permanent bilatéral ERO de surveillance dont la tâche consiste à fournir des directives cohérentes et coordonnées, ainsi que diverses données au NERC et à ses conseils régionaux de fiabilité. Ce groupe, ou un organisme similaire, devra demeurer en place indéfiniment. Dans le cas

Principales mesures prises depuis le 14 août 2003 pour réduire les risques de pannes



- ◆ Mesures visant à améliorer la sécurité physique et cybernétique des réseaux de production-transport d'électricité.
- ◆ Mesures visant à améliorer la réponse des centrales nucléaires du Canada face aux événements entraînant la perte de réacteurs nucléaires hors site.

Les sections ci-dessous présentent plus en détail les mesures prises dans ces différentes catégories. Les mesures qui répondent ou correspondent à certaines des 46 recommandations contenues dans le Rapport final du Groupe de travail sont également notées. Certaines des mesures les plus importantes font l'objet d'un schéma (figure 1). Toutefois, il n'était pas pratique d'incorporer toutes les mesures discutées ci-dessous dans ce schéma. En plus des mesures discutées ci-après, le Northeast Power Coordinating Council (NPCC) a présidé des ateliers à New York (28 avril 2004) et Toronto (7 juillet 2004) pour discuter de questions relatives aux pannes régionales et aux mesures appropriées à prendre en pareils cas.

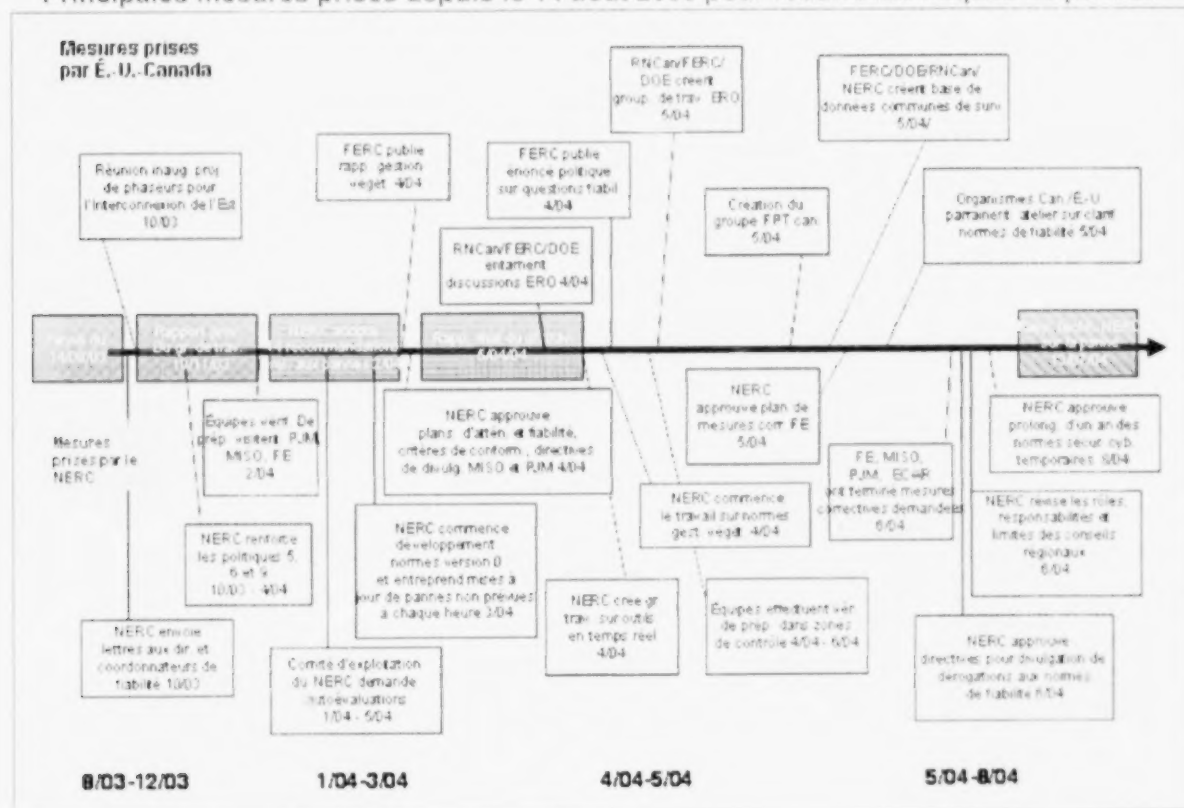
1. Changements institutionnels pour renforcer la fiabilité de l'infrastructure électrique de l'Amérique du Nord

Les mesures figurant dans la présente catégorie sont généralement de deux types : (1) Celles prises par des organismes gouvernementaux pour leur permettre de prendre en compte les questions relatives à la fiabilité plus efficacement et, (2) les mesures prises par le NERC pour renforcer et concentrer ses capacités et les mesures prises par les dix conseils régionaux de fiabilité.

Mesures gouvernementales

- ◆ Des organismes gouvernementaux du Canada et des États-Unis ont créé un groupe permanent bilatéral ERO de surveillance dont la tâche consiste à fournir des directives cohérentes et coordonnées, ainsi que diverses données au NERC et à ses conseils régionaux de fiabilité. Ce groupe, ou un organisme similaire, devra demeurer en place indéfiniment. Dans le cas

Principales mesures prises depuis le 14 août 2003 pour réduire les risques de pannes



des États-Unis, les organismes participants sont la Federal Energy Regulatory Commission (FERC), le Department of Energy (DOE), le Department of Homeland Security (DHS) et (au besoin) le U.S. Nuclear Regulatory Commission (NRC). Pour ce qui est du Canada, les organismes participants sont Ressources naturelles Canada, l'Office national de l'énergie (ONE), Sécurité publique et Protection civile Canada (PSEPC), la Commission canadienne de sûreté nucléaire (CCSN) et les organismes provinciaux et territoriaux responsables des questions de réglementation de l'électricité. Cette mesure correspond à la recommandation 1-D du Groupe de travail.

- ◆ Le Conseil des ministres de l'énergie du Canada a créé un groupe fédéral/provincial et territorial (groupe FPT), qui constitue un sous-ensemble du Groupe bilatéral. Le groupe FPT coordonnera l'élaboration de politiques et de mesures reliées à la fiabilité prises par les organismes canadiens fédéral et provinciaux. Cette mesure et les mesures subséquentes prises par le groupe FPT répondront à la recommandation 1-C du Groupe de travail.
- ◆ Le Groupe bilatéral a formé une équipe qui travaillera avec le North American Electric Reliability Council (NERC) pour surveiller et faire rapport sur la mise en place des 46 recommandations du Groupe de travail Canada-États-Unis sur la panne de courant. Cette mesure, de même que des mesures telles que la publication du présent rapport, répond à la recommandation 5-A du Groupe de travail.
- ◆ La U.S. Federal Energy Regulatory Commission (FERC) a créé une nouvelle division de fiabilité afin d'assurer la fiabilité des réseaux de production-transport d'électricité et pour aider la Commission à évaluer les répercussions de ses décisions sur la fiabilité des réseaux. Le personnel de cette division a participé aux 23 vérifications de l'état de préparation menées par le NERC entre la mi-février et le 30 juin 2004. Ces mesures répondent en partie aux recommandations 9 et 18 du Groupe de travail.
- ◆ Dans un énoncé de politique daté du 19 avril 2004, la FERC réaffirmait sa politique permanente d'approbation des mesures permettant de récupérer prudemment les coûts engagés pour assurer la fiabilité des réseaux de production-transport d'électricité. Le même énoncé affirmait également que la Commission tiendrait compte des impératifs de la fiabilité

avant d'autoriser la création d'un nouvel exploitant indépendant de réseau (EIR) ou d'un autre exploitant régional de lignes de transport (ERT). Cette mesure répond aux recommandations 4 et 6 du Groupe de travail.

Mesures prises par le NERC

- ◆ En juin 2004, le NERC a entrepris une révision des rôles, responsabilités et limites des conseils régionaux de fiabilité. Cette révision se traduira par un rapport et des recommandations qui seront déposés au Conseil d'administration du NERC à sa réunion de la mi-octobre 2004 aux fins d'études et d'exécution. Pour de plus amples renseignements et des textes sur cette révision, visitez le site Web du NERC, <http://www.nerc.com/~filez/roleofregions.html>. Cette mesure, ainsi que les délibérations et mesures subséquentes, contribueront au respect de la recommandation 3-C du Groupe de travail.
- ◆ Le NERC a éclairé les normes régissant les fonctions, responsabilités, capacités et pouvoirs du coordonnateur de fiabilité et du centre de contrôle. L'enquête sur la panne de courant du 14 août 2003 a révélé que la réaction face à une telle urgence était entravée par la confusion au sujet des rôles et responsabilités respectives des diverses parties directement touchées par la situation d'urgence. Cette mesure du NERC répondra en partie à la recommandation 20 du Groupe de travail.

2. Mesures visant à clarifier des normes de fiabilité existantes et, au besoin, à en élaborer de nouvelles

Le rapport du Groupe de travail a révélé que le NERC doit rendre ses normes plus précises et plus faciles à mettre en application, que de nouvelles normes étaient nécessaires dans certains cas et que les efforts du NERC pour reformuler ses normes devaient être accélérés.

Mesures gouvernementales

- ◆ La FERC a mandaté une entreprise spécialisée dans la gestion de la couverture végétale des emprises de services publics, CN Utility Consulting, LLC, pour analyser les pannes de courant des lignes de production-transport d'électricité liées à la gestion de la végétation lors de la panne du 14 août 2003 et pour réviser les pratiques de gestion de la végétation des trois services publics du Midwest et identifier

les meilleures méthodes dans ce domaine. Nota : L'émondage inadéquat des arbres dans le voisinage de lignes de transport électrique a constitué une cause importante de la panne du 14 août et de pannes précédentes en Amérique du Nord. À ce sujet, on peut consulter le rapport de CN Utility Consulting au FERC sur le site Web de ce dernier à l'adresse suivante : <http://www.ferc.gov/cust-protect/moi/uvm-final-report.pdf>.

- ◆ Le 19 avril 2004, la FERC a publié une ordonnance exigeant que les exploitants de lignes de production-transport d'électricité soumettent des rapports à la Commission sur leur gestion de la végétation dans les emprises des lignes de transport.
- ◆ Dans son énoncé de politique du 19 avril 2004, la FERC précisait que les normes du NERC constituent des exigences minimales et que les conseils régionaux de fiabilité peuvent édicter des normes plus strictes. Cette mesure fait partie de la mise en application par le FERC de la recommandation 1-B du Groupe de travail.
- ◆ Des organismes américains et canadiens ont parrainé un atelier public le 14 mai 2004. Cet atelier était présidé par la FERC à son bureau chef et bénéficiait de la participation du NERC et d'autres parties concernées afin d'en arriver à une compréhension commune sur la nécessité de reformuler et de clarifier les normes de fiabilité existantes du NERC, et d'établir une marche à suivre et un calendrier.

Mesures du NERC

- ◆ À la suite de la panne de courant, le NERC a renforcé certaines politiques, notamment la politique 5 (opérations d'urgence), la politique 6 (planification des opérations), ainsi que la politique 9 (procédures visant les coordonnateurs de fiabilité).
- ◆ Le NERC a approuvé un plan pour remplacer toutes ses politiques d'exploitation existantes et ses normes de planification en février 2005 par une nouvelle version de ses normes qui inclura des méthodes de conformité pour chaque norme. Une fois mise en application, cette mesure répondra à la recommandation 25 du Groupe de travail.
- ◆ Le NERC a mis en marche des procédures pour développer de nouvelles normes dans trois domaines :

- > Gestion de la végétation. Une fois mise en application, cette mesure répondra à la recommandation 16 du Groupe de travail.
- > Calcul du régime nominal des lignes. Une fois mise en application, cette mesure répondra à la recommandation 27 du Groupe de travail.
- > Formation et certification des opérateurs. Une fois mise en application, cette mesure répondra à la recommandation 19 du Groupe de travail.

3. Mesures visant à améliorer la surveillance et le respect des normes de fiabilité

Mesures gouvernementales

- ◆ Dans son énoncé de politique du 19 avril 2004, la FERC a déclaré que le respect des normes de fiabilité est exigé en vertu du Tarif de transport à accès libre. Cette mesure répond à la recommandation 1-B du Groupe de travail.
- ◆ Le Conseil des ministres de l'énergie du Canada a demandé au groupe FPT de déterminer quelles mesures les assemblées législatives provinciales ou les organismes de réglementation doivent prendre afin de respecter les normes de fiabilité obligatoires et exécutoires du Canada. Cette mesure et des mesures subséquentes répondront à la recommandation 3-C du Groupe de travail.

Mesures du NERC

- ◆ En octobre 2003, avant la publication du rapport du Groupe de travail, le NERC a demandé aux directeurs généraux de tous les coordonnateurs de fiabilité et des zones de contrôle de mettre en branle des processus d'autoévaluation organisationnelle et d'attester que leurs organismes respectaient les normes des conseils régionaux de fiabilité et du NERC, ainsi que les règles de l'art des services publics, tout en mettant l'accent sur les faits relevés dans les constatations préliminaires de l'enquête.
- ◆ Le NERC a renforcé son programme de vérification de la conformité en demandant aux conseils régionaux de fiabilité de signaler toute dérogation par rapport aux normes du NERC ou aux normes régionales dans les 48 heures suivant l'événement et de fournir des rapports trimestriels sur toutes les dérogations. Des équipes de vérification effectueront des

inspections sur les lieux mêmes au besoin afin de déterminer si une dérogation s'est produite ainsi que les circonstances d'une telle dérogation. Cette mesure répond en partie aux recommandations 17-A et 17-B du Groupe de travail. (Nota : « Les vérifications de conformité » sont des mesures rétrospectives et mettent l'accent sur des dérogations possibles par rapport aux normes. « Les vérifications de l'état de préparation » sont tournées vers l'avenir et examinent si les parties sont totalement préparées à maintenir la fiabilité, même dans des conditions difficiles, le cas échéant).

- ◆ Le NERC a créé un programme de vérification de l'état de préparation; des équipes du NERC (et du personnel du FERC) ont donc effectué, entre la mi-février et le 30 juin, 23 vérifications sur l'état de préparation [y compris FirstEnergy, le Midwest Independent System Operator (MISO) et l'Interconnexion de PJM (PJM)]. Vingt-cinq autres vérifications seront exécutées d'ici le 31 décembre. Des rapports finaux par équipe de vérification de l'état de préparation sont mis à la disposition du public sur le site Web du NERC. Cette mesure répondra aux recommandations 18-A et 18-B du Groupe de travail.
- ◆ Le NERC a élaboré et approuvé les lignes directrices de la divulgation au public des résultats des vérifications de conformité et de l'état de préparation, y compris l'identité des entités qui violent les normes prescrites. Cette mesure se trouve à appuyer la mise en application des recommandations 17 et 18 du Groupe de travail.

4. Mesures correctives pour éliminer les causes directes de la panne du 14 août 2003 (avant le 30 juin 2004)

Mesures gouvernementales

- ◆ Le 24 décembre 2003, la FERC a fait parvenir une ordonnance à FirstEnergy sommant cette entreprise de retenir les services d'un expert indépendant pour préparer une étude sur l'état des installations de production et de transport d'électricité dans le nord-est de l'Ohio. FirstEnergy a présenté l'étude au FERC le 22 avril 2004 et a affirmé que les résultats de l'étude ont été incorporés dans les documents de planification et d'exploitation de la compagnie.

Mesures du NERC

- ◆ En février 2004, avant la publication du Rapport final, le NERC a envoyé des directives très précises à FirstEnergy, au Midwest Independent System Operator (MISO), à l'Interconnexion PJM (PJM) et aux responsables du East Central Area Reliability Coordination Agreement (ECAR) concernant une série de mesures correctives que chaque organisme devait prendre dans sa zone respective avant le 30 juin. Le Groupe de travail appuie fortement toutes ces mesures dans son Rapport final du 5 avril.
- ◆ Le NERC a révisé et approuvé les plans de conformité détaillés de FirstEnergy, MISO, PJM et d'ECAR montrant comment ils prendraient les mesures requises d'ici le 30 juin.
- ◆ Le NERC a fourni une surveillance et une assistance sur les lieux mêmes des quatre organisations mentionnées ci-dessus, et il s'est assuré que toutes les mesures requises avaient été prises avant le 30 juin, sauf pour ce qui est d'une révision à plus long terme effectuée par ECAR comme il lui avait été demandé.

Lorsque les trois mesures mentionnées plus haut auront été entièrement mises en application, elles répondront ainsi à la recommandation 15 du Groupe de travail.

5. Mesures visant à améliorer la formation et la certification des opérateurs

Le Rapport final du Groupe de travail mentionnait que le manque de formation des opérateurs ne leur a pas permis de reconnaître l'urgence de la situation ni de s'en charger et que ce fut donc une cause importante de la panne du 14 août 2003 et de plusieurs autres pannes antérieures. C'est pourquoi les mesures suivantes ont été prises :

- ◆ Le NERC a publié une nouvelle ordonnance demandant aux diverses entités opérationnelles de fournir, d'ici le 30 juin, une formation de cinq jours aux opérateurs afin de permettre à ces derniers de faire face aux situations d'urgence et, par la suite, de leur donner encore cinq jours de formation par année.

Le NERC et la FERC préparent actuellement des études sur les besoins de formation des opérateurs ainsi que des revues des procédures de formation utilisées dans d'autres industries (p. ex. les centrales nucléaires, le trafic aérien,

les pilotes des lignes aériennes, etc.) qui requièrent que les opérateurs soient prêts à réagir sans délai et efficacement dans des situations inhabituelles ou difficiles. Les résultats de ces études aideront le NERC à réviser les besoins visant la formation et la certification des opérateurs de réseaux électriques.

Lorsque les deux mesures mentionnées plus haut auront été mises en application, elles répondront en partie à la recommandation 19 du Groupe de travail.

6. Mesures visant à améliorer les outils en temps réel des opérateurs

Le Groupe de travail a également découvert que la panne du 14 août 2003 et plusieurs autres pannes antérieures en Amérique du Nord montraient clairement la nécessité de disposer de meilleurs outils en temps réel qui permettraient aux opérateurs responsables d'une grande région de visionner la situation sur un écran commun et de pouvoir ainsi discuter dès le début d'un problème en évolution. À cet égard, d'importantes mesures doivent être prises.

Mesures prises par le gouvernement/l'industrie :

- ◆ Même avant la panne du 14 août 2003, les experts du DOE et de l'industrie planifiaient un projet de phaseurs pour l'Interconnexion de l'Est. Ce projet mettra en place un ensemble d'enregistreurs de données réseau synchronisés dans toute l'Interconnexion qui fourniront aux participants des renseignements communs et des avertissements rapides des perturbations possibles. Un réseau pilote comportant quelque 20 instruments sera activé et mis à l'essai à partir d'août 2004. Après quelques années, les commanditaires du projet prévoient étendre le réseau et intégrer des données de quelque 350 instruments dans l'Interconnexion de l'Est.

Mesures du NERC :

- ◆ Le NERC est en train de mettre en place un plan qui fournira aux opérateurs, toutes les heures, des mises à jour sur les pannes d'équipement non prévues. Le 14 août 2003, les opérateurs du MISO ont été retardés dans leurs efforts pour comprendre et traiter les problèmes qui arrivaient parce que certains de leurs outils de diagnostic utilisaient des données qui n'étaient plus exactes.

- ◆ Le NERC a créé un groupe de travail qui se penchera sur les outils en temps réel afin de déterminer les bonnes procédures à utiliser pour bâtir et entretenir des réseaux en temps réel et élaborer des directives basées sur ces procédures. Ce groupe de travail présentera ses recommandations en avril 2005 afin de fournir des données précises et vérifiables sur l'ajout de nouvelles normes visant des outils en temps réel destinés aux opérateurs.

Une fois mises en application, ces trois mesures répondront à la recommandation 22 du Groupe de travail.

7. Mesures pour renforcer les pratiques de gestion de la tension et de fourniture d'une puissance réactive

Le Rapport final du Groupe de travail indique que la mauvaise préparation en ce qui a trait à la gestion de la tension et à la fourniture de puissance réactive a contribué à la panne du 14 août 2003 et à d'autres pannes antérieures en Amérique du Nord. Les mesures prises comprennent notamment :

- ◆ Le 10 février 2004, le conseil d'administration du NERC a demandé à l'ECAR d'effectuer une évaluation approfondie de sa puissance réactive, des procédures et des besoins d'évaluation de la tension, et de signaler ses constatations et les changements proposés au conseil d'administration avant le 30 juin. ECAR a donné suite à cette directive.
- ◆ Le conseil d'administration avait également demandé au comité de planification du NERC d'évaluer l'efficacité des normes actuelles régissant la puissance réactive et la gestion de la tension dans les 10 régions du NERC et de faire des recommandations d'améliorations d'ici février 2005.

Ces mesures répondront en partie à la recommandation 23 du Groupe de travail.

8. Mesures visant à améliorer les plans et procédures de protection du réseau

Le Rapport final du Groupe de travail relève que le 14 août 2003 le déclenchement automatique de relais de zone 3 sur les lignes de transport du nord de l'Ohio et du sud du Michigan a accéléré et étendu la panne de courant. Le rapport note également le besoin de programmes de délestage

planifié dans les situations de sous-tension afin d'être prêt à faire face aux urgences, ainsi que la nécessité d'améliorer la coordination des dispositifs de protection des relais et des programmes de délestage de la charge.

Les mesures pertinentes dans ce domaine comprennent notamment :

- ◆ Le NERC a demandé à tous les propriétaires de lignes de transport d'évaluer les relais de zone 3 sur les lignes de 230 kV et plus afin de réduire au minimum les déclenchements accidentels au mauvais moment. Ces évaluations devraient être terminées d'ici le 30 septembre 2004 et les changements nécessaires effectués au plus tard le 31 décembre 2005.
- ◆ Le NERC a demandé à chaque conseil régional de la fiabilité d'enquêter sur les avantages du délestage de la charge dans les situations de sous-tension dans leurs diverses zones et de faire part de leurs constatations avant le 1^{er} février 2005.
- ◆ D'ici juin 2005, un groupe de travail sur la vérification et la protection du réseau du NERC étudiera les constatations régionales et proposera des recommandations au sujet des programmes de délestage de la charge.

Une fois mises en application, ces mesures répondront en partie à la recommandation 21 du Groupe de travail.

9. Mesures visant à renforcer la sécurité physique et cybernétique des réseaux de production-transport d'électricité

Même si le Groupe de travail n'a trouvé aucune preuve reliant la panne du 14 août 2003 à des actes malveillants, il a relevé plusieurs points liés à la sécurité dans le secteur de l'électricité. Le U.S. Department of Energy (DOE), le U.S. Department of Homeland Security (DHS), la Sécurité publique et Protection civile Canada (PSEPC), le NERC, ainsi que des dirigeants de l'industrie ont collaboré au cours de l'an passé dans plusieurs domaines liés à cette question, notamment :

- ◆ En octobre 2003, le DHS et le NERC ont mis sur pied un programme d'analyse des données relatives à la sécurité cybernétique conçu pour distinguer, résumer et prioriser les menaces cybernétiques visant l'infrastructure d'alimentation électrique.

- ◆ En août 2004, avec l'appui du gouvernement et de l'industrie, le NERC a approuvé le prolongement d'un an, soit jusqu'en août 2005, du programme actuel Urgent Action Standard 1200. En août 2005, le programme Cyber Security Standard 1300 qui est en train d'être mis au point remplacera alors le programme actuel.

- ◆ Le NERC travaille actuellement avec l'industrie à l'élaboration d'un programme d'éducation sur la sécurité physique et cybernétique destiné au personnel de l'industrie responsable de la sécurité physique et cybernétique, de l'exploitation de systèmes et du respect des normes de sécurité.

- ◆ Le NERC, le DHS et la PSEPC travaillent à mettre en place des procédures pour réduire le risque de divulguer accidentellement des informations critiques sur l'infrastructure électrique.

- ◆ Le NERC, le DHS et la PSEPC préparent une étude bilatérale (Canada-É.-U.) visant à diminuer la vulnérabilité de l'infrastructure et mettre à jour les méthodes d'évaluation de la vulnérabilité. L'objectif de l'étude est de réduire les risques et la vulnérabilité liés au partage une infrastructure électrique commune et des interdépendances liaisons transfrontalières.

- ◆ Le DOE, de concert avec le NERC et le DHS, élabore la composante du U.S. National Infrastructure Protection Plan pour le secteur électrique.

- ◆ Le NERC, de concert avec le DHS, le DOE, et la PSEPC, travaille actuellement à étendre et à préciser les plans destinés à l'Electricity Sector Information Sharing and Analysis Center.

- ◆ En collaboration avec le DHS, le DOE, la PSEPC et des fournisseurs, le NERC est en train de trouver des façons d'améliorer la sécurité des systèmes de contrôle des réseaux électriques et des dispositifs de protection électronique.

- ◆ Le NERC a travaillé avec l'industrie pour établir une base de données permettant de connaître les transformateurs de réserve disponibles dans les situations d'urgence. Le NERC évalue actuellement la nécessité d'étendre cette base de données pour y inclure d'autres équipements importants.

Une fois mises en application ces mesures répondront en totalité ou en partie aux recommandations 32, 36, 42 et 44 du Groupe de travail.

10. Mesures visant à améliorer la réponse des centrales nucléaires canadiennes aux situations entraînant la perte de stations électriques hors site

Le Rapport final du Groupe de travail comportait deux recommandations ayant trait aux centrales nucléaires canadiennes.

- ◆ La recommandation 45 demandait à la Commission canadienne de sûreté nucléaire (CCSN) de revoir les procédures d'exploitation et la formation des opérateurs en ce qui a trait à

l'utilisation des barres de compensation dans l'optique d'accélérer la remise en marche des réacteurs nucléaires. Le CCSN s'acquitte de cette recommandation dans le cadre de son travail normal avec les opérateurs afin de s'assurer du fonctionnement sécuritaire de leurs réacteurs.

- ◆ La recommandation 46 demandait au CCSN d'acheter et d'installer des équipements de production de réserve qui seraient utilisés dans des situations d'urgence. Cet équipement a été installé et sera en exploitation au milieu du mois d'août 2004.

Acronymes

CNSC	Canada Nuclear Safety Commission
CCSN	Commission canadienne de sûreté nucléaire
DHS	U.S. Department of Homeland Security
DOE	U.S. Department of Energy
ECAR	East Central Area Reliability Coordination Agreement
EIPP	Eastern Interconnection Phasor Project
ERO	Electric Reliability Organization
FE	FirstEnergy
FERC	Federal Energy Regulatory Commission (U.S.)
FPT group	Federal-Provincial-Territorial group (Canada)
Groupe FPT	Groupe fédéral-provincial-territorial (Canada)
ISO	Independent System Operator
EIR	Exploitant indépendant de réseau
MISO	Midwest Independent System Operator
NEB	National Energy Board (Canada)
ONE	Office national de l'énergie (Canada)
NERC	North American Electric Reliability Council
NPCC	Northeast Power Coordinating Council
NRC	U.S. Nuclear Regulatory Commission
NRCan	Natural Resources Canada
RNCan	Ressources naturelles Canada
PJM	PJM Interconnection
PSEPC	Public Safety and Emergency Preparedness Canada
PSEPC	Sécurité publique et Protection civile Canada
RTO	Regional Transmission Organization